

УДК 519.71

## АЛГОРИТМИЧЕСКОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ПРЕ- И ПОСТПРОЦЕССИНГА ПРИ 3D-МОДЕЛИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

А.А. Захарова, В.З. Ямпольский

Томский политехнический университет

E-mail: zaa@tpu.ru

Обсуждаются проблемы развития информационных технологий 3D-моделирования нефтегазовых месторождений на основе дополнения базового программного обеспечения алгоритмами и совместимыми программными модулями для пре- и постпроцессинга. Показана возможность решения с их помощью ряда актуальных задач геолого-гидродинамического моделирования: построения тематических карт, карт поверхностей частных и парных корреляций, определение площадей охвата разработкой с применением методов интенсификации нефтеотдачи пласта и без них, а также визуализации результатов решения задач.

### Ключевые слова:

3D-геологические и 3D-гидродинамические модели, месторождения нефти и газа, алгоритмическое и программное обеспечение, обработка данных, информационные технологии.

### Key words:

3D-geology and 3D-hydrogeology models, oil and gas field, algorithmic and program software, data processing, information technology.

На всех этапах геологического (ГМ) и гидродинамического (ГДМ) моделирования в процессе разработки проектных документов или осуществлении мониторинга месторождений нефти и газа необходимо осуществлять анализ, как исходных данных, так и результатов моделирования с целью принятия решений о дальнейшей стратегии разработки месторождения. Используемый для этих целей комплекс алгоритмов и программ предлагается далее именовать как пре- и постпроцессинг. Обобщенная схема комплекса приведена на рис. 1.

Пре- и постпроцессинг предусматривает визуализацию и анализ большого объема данных. Важно учитывать информацию об объектах с учетом их пространственного положения. Более того, для принятия решения необходимо получать комплексные показатели (рассчитанные на основе со-

вокупности параметров с учетом пространственного распределения). Для решения указанных задач предлагается использовать такой подход, как тематическое картирование [1].

Следует отметить, что методика, алгоритмы и программное обеспечение пре- и постпроцессинга ориентированы на оптимизацию решения следующих задач:

- распределение по скважинам параметров и характеристик пород и флюидов с целью выбора оптимального метода распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в 3D-геологической модели (препроцессинг ГМ);
- получение карт распределений ФЕС геологической модели для принятия решения о достоверности и адекватности полученной в результате моделирования (постпроцессинг ГМ);

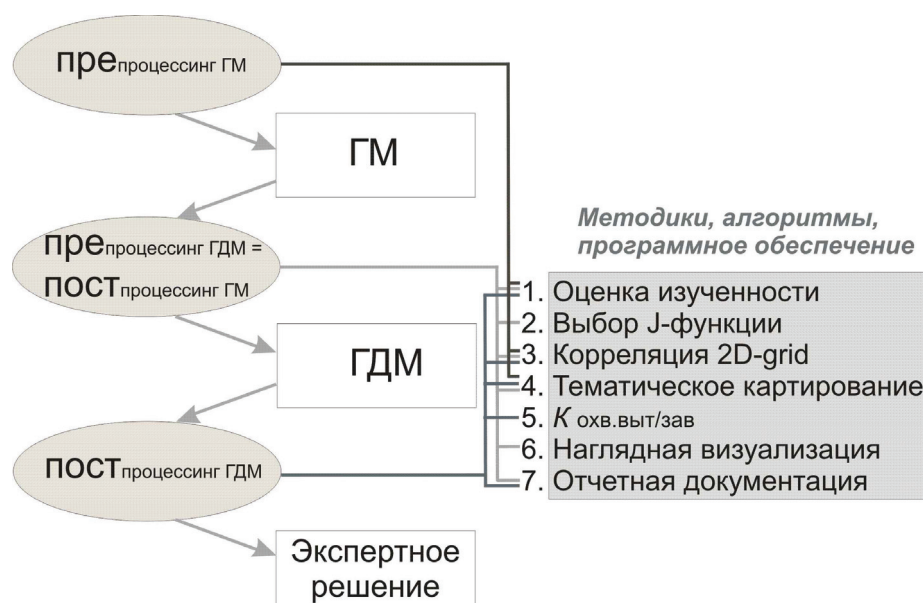


Рис. 1. Обобщенная схема применения комплекса алгоритмов и программных средств для пре- и постпроцессинга

- обоснование корректности перехода от геологической к гидродинамической модели (препроцессинг ГДМ);
- получение характеристик геологической модели и промысловых параметров для выбора системы разработки месторождений (препроцессинг ГДМ);
- определение остаточных запасов по результатам прогнозного моделирования разработки на основе гидродинамической модели (постпроцессинг ГДМ);
- определение соотношения затрат на обустройство и разработку месторождения и поскважинных объемов добычи для принятия решений об экономической эффективности фонда скважин (постпроцессинг ГДМ).

*Тематическая карта* — это эффективный инструмент анализа пространственных данных, который позволяет наглядно сопоставлять и комплексно представлять атрибутивную и картографическую информацию. При этом формируют комплексные (многослойные и с картируемыми атрибутами, рассчитанными на основе нескольких показателей, в том числе характеризующих динамику процесса) карты, в которых одновременно применяются несколько форм представления информации (градиентные заливки, картограммы, картодиаграммы).

Средства для создания некоторых видов тематических карт частично реализованы в среде специализированного программного обеспечения, применяемого в большинстве научно-проектных организациях и нефтегазовых компаниях (компаний Schlumberger, Roxar и др.), но полнофункциональными данные средства не являются. Поэтому решение вопросов, связанных с описанием методики тематического картирования и применения ее в рамках геолого-гидродинамического моделирования весьма актуально.

Традиционно тематическое картирование применяется преимущественно для решения задач, связанных с исследованиями земной поверхности и размещенных на ней объектов.

Известно, что на всех стадиях жизненного цикла месторождений нефти и газа создается ряд проектных документов, для чего необходимо обрабатывать большие объемы информации и анализировать множество решений — от выбора схемы расстановки скважин, до анализа распределения плотности запасов в залежи. От принятых решений зависит эффективность процессов разработки и извлечения запасов углеводородов.

При 3D-моделировании месторождений, картопостроение зачастую ограничивается набором карт, предусмотренных регламентом по созданию проектной документации, а анализ параметров разработки осуществляется при помощи средств, предоставляемых базовым программным обеспечением

(комплекс программных средств — программных линеек, созданных ведущими мировыми вендорами для цифрового 3D-геологического и гидродинамического моделирования).

Известно, что процесс моделирования характеризуется многовариантностью. Поэтому, с целью сокращения числа моделируемых вариантов, прежде чем приступить к формированию схем разработки, следует провести анализ исходных данных, так называемый препроцессинг. Специфика такого анализа заключается в пространственной распределенности исходных данных, для работы с которыми следует применять специальные методы и алгоритмы. С этой целью предлагается методика анализа цифровой геологической модели месторождения с применением геоинформационных технологий.

Целью тематического картирования является формирование наглядных визуальных представлений, комплексно представленных пространственно координированных данных для определения:

- взаимосвязи явлений;
- динамики процесса;
- текущего состояния процесса/явления.

Исходными являются:

- Точечные данные по скважинам (забойные и пластовые давления, текущие и накопленные показатели нефти, воды, газа, конденсата и т. п.).
- Параметры, характеризующие области/зоны (карты распределения параметров ФЕС, давлений, общих, эффективных, нефтенасыщенных толщин, плотность запасов и т. п.).

Способами и форматами представления исходных данных являются:

- Точки (координаты X, Y, параметры) в формате баз данных, таблиц и текста.
- Полигоны (координаты {X}, {Y}, параметры) в формате векторного представления геоинформационных и CAD-систем и систем мелкомасштабного картографирования.
- Регулярные сетки, описывающие поля ( $m \times n$  смежных ячеек  $\{x_i, y_i, z_i\}$ ) в обменных и пользовательских форматах (grd, ASCII и т. п.).

Результаты картирования представляются в виде:

- градиентной раскраски (регулярные сетки) по параметру/комплексному параметру;
- картограмм (одновременное отображение множества параметров объектов карты);
- картодиаграмм (визуализации объектов посредством цветовой схемы на основе параметра/комплексного параметра);
- полигонов Вороного (выделение зоны влияния точечного объекта с присвоенными/рассчитанными значениями параметров);

- комплексных (синтетических) карт (одновременная визуализация регулярных сеток и картодиаграмм, полигонов и картограммы, картограмм и картодиаграмм).

Исходные параметры для расчета комплексных показателей:

1. Геологическое моделирование:

- Поскважинная информация (пространственные координаты, кривизна, назначение и т. п.).
- Геолого-промысловые характеристики (ФЕС пород, начальные обводненности, пластовое давление, давление насыщения и т. п.).
- Запасы (параметры геологической модели: пористость, нефтенасыщенность, вязкость нефти, объемный коэффициент и т. п.).
- Результаты исследований (на керне: фильтративно-емкостные свойства пород, относительные фазовые проницаемости, коэффициент вытеснения; пробы нефти, воды, газа; геофизические и промысловые геофизические исследования скважин).

2. Гидродинамическое моделирование:

- PVT-свойства (свойства пластовых флюидов, зависящие от давления и температуры).
- Геолого-промысловые характеристики (дебиты нефти, воды, газа, конденсата, накопленные показатели, режимы работы и т. п.).
- Результаты исследований (технологические режимы, геологотехнические мероприятия, гидродинамические испытания).

Комплексирование параметров осуществляется путем исследования взаимосвязи явлений (например, расчет невязок параметров по модели и по факту), расчетных геологических и гидродинамических параметров (на основе исходных данных или данных, характеризующих разницу определенных исходных данных во времени или пространственной удаленности).

Таким образом, шаги алгоритма тематического картирования можно определить следующим образом:

1. Определить тип и способ описания исходных данных.
2. Определить способ визуализации результатов анализа.
3. Выбрать тип картографического отображения исходных данных и результатов.
4. Выбрать программное обеспечение для:
  - импорта/экспорта исходных данных и результатов картирования, расчета комплексного показателя;
  - построения и визуализации тематических (в том числе синтетических) карт.
5. Формировать изображения исходных и результирующих тематических карт.

6. Анализировать данные (визуальный, статистический) и принимать решения.

Алгоритм и результаты его применения, примеры полученных с его помощью тематических карт описаны в работе [1].

Алгоритмическое обеспечение программного средства для выполнения корреляции на основе 2D-grid, позволяет осуществлять анализ взаимосвязи пространственных показателей, а также принимать решение о структуризации 3D-геологических и гидродинамических моделей [2, 3].

На рис. 2 приведен пример результата расчета парного коэффициента корреляции. В качестве исходных взяты три карты *A*, *B* и *C* с изолинейным изображением (рис. 3).

Коэффициенты, получаемые в итоге расчетов, служат для создания не только парных карт, но и частных корреляций, которые позволяют установить — не является ли связь между какими-либо явлениями *A* и *B* обусловленной влиянием какого-нибудь третьего явления *C*.

На рис. 4 приведен результат расчета частного коэффициента.

Частный показатель корреляции редко используется для исследования и картографирования взаимосвязей, хотя его применение может быть эффективным в ряде случаев. Пусть, например, исследуются три явления (пространственно распределенные характеристики): *A* — плотность начальных геологических запасов нефти; *B* — средние дебиты; *C* — пластовое давление, а парные коэффициенты корреляции имеют значения  $R_{AB}=0,6$ ;  $R_{AC}=0,8$ ;  $R_{BC}=0,7$ . Если теперь оценить влияние объемов запасов на фациальную однородность, исключив величины дебитов, то оказывается, что связь между этими явлениями характеризуется как слабая,  $R_{AB/C}=0,3$ . Рассмотрим другой случай, при котором элиминация третьего фактора усиливает связь. Пусть *A* — остаточные подвижные запасы, *B* — начальные дебиты скважин, а *C* — фациальная неоднородность пласта, а значения парных коэффициентов корреляции таковы:  $R_{AB}=0,4$ ;  $R_{AC}=0,3$ ;  $R_{BC}=-0,6$ . Величина  $R_{AB}$  указывает на слабую зависимость остаточных подвижных запасов от начальных дебитов, однако можно предполагать, что эта связь будет обусловлена воздействием фациального фактора. Действительно, такой частный коэффициент корреляции  $R_{AB/C}=0,8$ .

Описанные выше алгоритмы реализованы алгоритмически и программно в рамках программного модуля «Correlation» и применяются для реализации пре- и постпроцессинга при моделировании месторождений нефти и газа.

При оценке эффективности разработки обычно оперируют таким показателем, как *коэффициент охвата*  $k_{\text{охв}}$ , который характеризует охват залежи при разработке вытеснением (отбор из добывающих скважин) и заводнением (вытеснение флюида от нагнетательных скважин). Принято  $k_{\text{охв}}$  опреде-

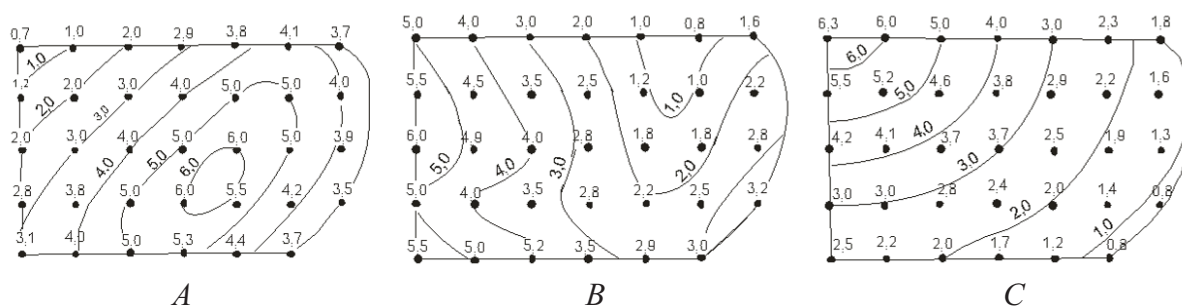
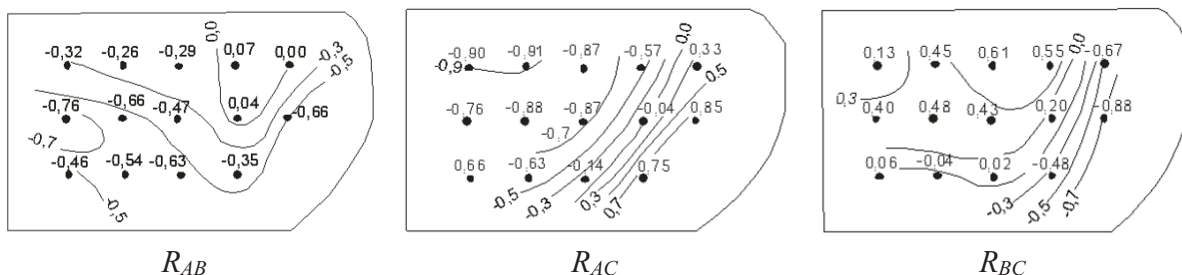
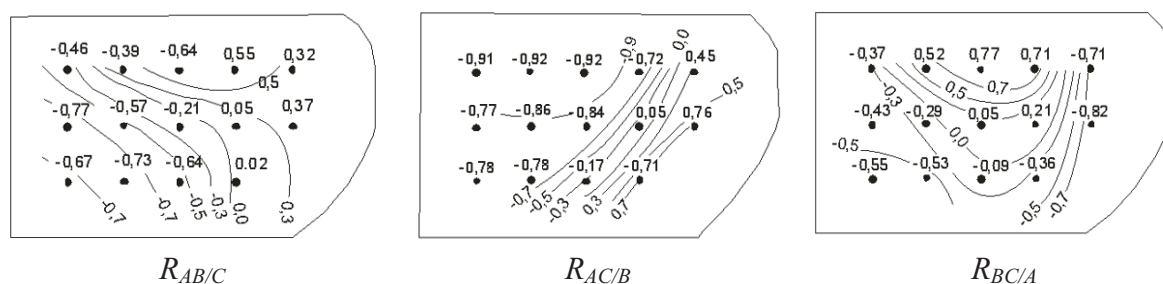


Рис. 2. Исходные сетки для расчета парных и частных корреляций (А, В и С)

Рис. 3. Модальный пример вычисления парных корреляций  $R_{AB}$ ,  $R_{AC}$  и  $R_{BC}$ Рис. 4. Модальный пример вычисления частных корреляций  $R_{AB/C}$ ,  $R_{AC/B}$  и  $R_{BC/A}$ 

лять, как  $k_{\text{ош}} = \text{КИН} / k_{\text{выт}}$ , где КИН – коэффициент извлечения нефти;  $k_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения, определяется по результатам капиллярметрии на образцах керн. Указанный коэффициент характеризует степень выработки запасов (текущую или прогнозируемую) и является одним из ключевых при оценке текущего состояния разработки или прогнозных вариантов разработки.

Представленный расчет следует считать приближенным. В нем не учитываются геометрическая сложность контура ВНК и истинные площадные характеристики зон, не охваченных разработкой. Поэтому предложена новая методика определения  $k_{\text{ош}}$ , которая позволяет проводить как экспресс-оценку с учетом осредненных параметров пласта, так и учитывать параметры скважинного окружения. Предлагаемая методика и реализующий ее алгоритм следует применять на этапе постпроцессинга GDM для оперативного принятия решения об эффективности моделирования и использования той или иной системы расстановки проектируемых скважин.

Пусть  $W(n)$  – множество скважин реализации  $R_{GDK}$  (для оценки текущего состояния разработки и оценки охвата вытеснением) или предполагаемой

$i$ -й реализации из множества реализаций проектных решений  $\{POP_i\}$  (для экспресс оценки эффективности системы разработки),  $W_i = \{N_i, t_i, x_i, y_i\} = \{N_{ip}, t_{ip}, x_{ip}, y_{ip}\} \cup \{N_{ii}, t_{ii}, x_{ii}, y_{ii}\}$ , где  $n$  – количество скважин,  $ip = \{1, \dots, n_p\}$ ,  $n_p$  – количество добывающих скважин,  $ii = \{1, \dots, n_i\}$ ,  $n_i$  – количество нагнетательных скважин,  $Q(m)$  – контур ВНК.

Каждая скважина характеризуется такими показателями, как  $q_o$  – дебит нефти ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ), а перечисленные ниже параметры задаются или для каждой скважины индивидуально, или как средние показатели для всех скважин месторождения/залежи:  $K$  – проницаемость (эффективная проницаемость нефти), мД;  $h$  – эффективная мощность пласта, м;  $P_r$  – среднее пластовое давление, атм;  $P_{wf}$  – забойное давление, атм;  $m_o$  – вязкость нефти (в пластовых условиях), сПз;  $B_o$  – объемный коэффициент нефти,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $r_e$  – радиус дренирования, м;  $r_w$  – радиус скважины, м;  $S$  – скин-фактор.

Таким образом, для каждой скважины по формуле Дюпюи [4] рассчитывается радиус, охваченный разработкой. Для расчета  $k_{\text{ош}}$  определяются площади, охваченные процессом вытеснения и заводнения и ограниченные данными радиусами [4].



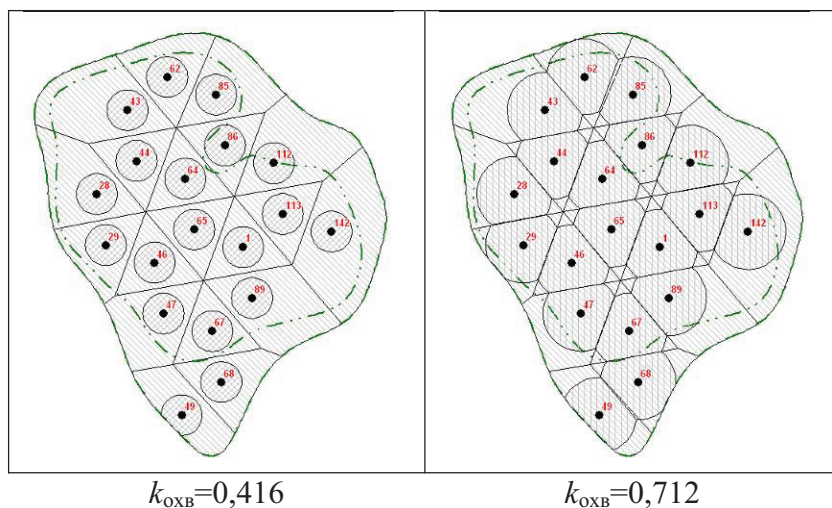


Рис. 5. Пример вычисления коэффициента охвата без ГРП (слева) и с ГРП (справа)

Рассчитываемый коэффициент представляет собой соотношение полученной суммарной площади к общей площади залежи. Пример полученных расчетов приведен на рис. 5.

На рисунке слева в границах контура ВНК показана площадь, охваченная разработкой добывающих скважин при пятиточечной системе без проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП), который является методом интенсификации разработки и с ГРП (справа).

Представленное методическое и алгоритмическое обеспечение для построения тематических

карт, карт поверхностей частных и парных корреляций, определение площадей охвата разработкой, которое в рамках пре- и постпроцессинга ГМ и ГДМ позволяет снижать трудозатраты на проведение 3D-моделирования и формирование проектной документации. Таким образом, показаны пути развития технологий 3D-моделирования месторождений нефти и газа, как при мониторинге месторождений, так и при формировании проектной документации. Созданное таким образом дополнительное программное обеспечение встраивается в промышленную технологию, снижая ее ресурсоемкость.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Захарова А.А. Методика анализа цифровых моделей нефтегазовых месторождений на основе тематического картирования // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 7. – С. 60–65.
2. Захарова А.А., Ямпольский В.З. Оптимизация технологии моделирования нефтегазовых месторождений на основе цифровых 3Д геологических и гидродинамических моделей // Проблемы информатики. – 2009. – № 2. – С. 38–42.
3. Захарова А.А. Минимизация размерности трехмерных моделей нефтегазовых месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 7. – С. 55–59.
4. Захарова А.А. Метод и алгоритм оценки коэффициентов охвата вытеснением и заводнением // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 314. – № 5. – С. 105–109.

Поступила 30.04.2010 г.